

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.191528

混合型风电场经 MMC-HVDC 送出系统的振荡模式分析

王一凡, 赵成勇

(新能源电力系统国家重点实验室(华北电力大学), 北京 102206)

摘要: 大规模海上风电场一般采用基于模块化多电平换流器(Modular Multilevel Converter, MMC)的高压直流输电送出, 然而风电场与 MMC 联接后可能因部分控制参数不合理而导致失稳。针对此问题, 首先建立了混合型风电场经 MMC-HVDC 送出系统的小信号模型, 混合型风场同时包含双馈与直驱两种机型。采用特征根法研究系统的振荡模式, 研究表明风电场锁相环与 MMC 电压控制环产生交互影响并形成弱阻尼振荡模式, MMC 电压外环控制比例系数对该振荡模式影响很大, 比例系数越大系统越稳定, 当比例系数过小时会导致系统出现低频振荡。系统的小信号模型与理论分析结果均通过 PSCAD/EMTDC 仿真进行了验证。该研究成果可为实际工程中风电场经 MMC-HVDC 送出系统的控制参数合理选择提供参考。

关键词: 混合型风电场; 模块化多电平换流器; 小信号模型; 特征根分析; 交互影响; 振荡模式

Analysis of oscillation modes of a hybrid-based wind farm transmitted through MMC-HVDC

WANG Yifan, ZHAO Chengyong

(State Key Laboratory for Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources, North China Electric Power University, Beijing 102206, China)

Abstract: Large-scale offshore wind farms usually use HVDC transmission based on the Modular Multilevel Converter (MMC). However, the system is likely to cause instability because of some irrational control parameters while the wind farm is connected to the MMC. To solve this problem, a small-signal model of a hybrid-based wind farm which contains a Doubly-Fed Induction Generator (DFIG) and Permanent Magnet Synchronization Generator (PMSG) direct-drive wind turbines interconnected with MMC is developed. Then the eigenvalue method is selected to study the oscillation mode of the system. The study shows that there is an interaction between the phase-locked loops of wind farms and the voltage control loop of the MMC, and it also forms a weakly damped oscillation mode. The proportional coefficient of the MMC voltage outer loop control has a great influence on the dominant oscillation mode. The larger the proportional coefficient is, the more stable the system is. When the proportional coefficient is too small, it will lead to low-frequency oscillation of the system. All the results are verified by simulation in PSCAD/EMTDC. The research results will provide a reference for the reasonable selection of control parameters in the engineering of wind farm transmitted power through MMC-HVDC.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. kz17010138).

Key words: hybrid-based wind farm; modular multilevel converter (MMC); small-signal model; eigenvalue analysis; interactive influence; oscillation mode

0 引言

大规模风电场经高压直流进行远距离传输已成为消纳可再生能源的重要手段之一^[1-2]。基于模块化多电平换流器(Modular Multilevel Converter, MMC)

的柔性直流输电技术(MMC-HVDC)因具有谐波含量低、开关损耗小等优势, 现已成为高压直流输电换流器采用的主要拓扑结构^[3-5]。然而, 风电场与 MMC 换流站均为包含大量电力电子变流装置与控制的动态系统, 两个动态系统联接后的交互耦合作用使得控制参数的设计变得更加困难, 风电场与 MMC 换流站极有可能因为部分控制环节参数不合

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(kz17010138)

理而导致振荡失稳^[6]。

目前关于风电场经柔性直流送出的稳定性分析文献总体不多, 以下研究取得了一定的成果, 如文献[7-9]与文献[10]分别采用阻抗法与传递函数法对直驱型风电场经柔性直流送出系统进行分析, 分析表明风机控制系统与柔直换流站控制系统交互影响会引起稳定性问题, 文献[11-12]针对双馈型风电场经柔直并网的稳定性分析也得到类似结论。文献[13-16]在考虑 MMC 内部谐波动态特性的情况下, 对风电场经 MMC-HVDC 送出系统分别进行了阻抗建模, 研究表明随着风电场输入 MMC 换流站的功率增大, 系统出现次同步频率的振荡。文献[17-18]采用状态空间法进行建模与分析也得到类似结论, 通过添加 MMC 环流抑制控制器(Circulating Current Suppress Controller, CCSC)抑制二次谐波环流可有效抑制系统振荡。

综合上述文献有两个特点, 一是研究对象均为单一类型机组构成的风电场; 二是分析方法多以阻抗分析法为主。阻抗分析法通过在公共连接点(Point of Common Coupling, PCC)处分别获取风电场输出阻抗与柔直系统输入阻抗, 利用两者阻抗的比值判断系统稳定性, 阻抗的获取无需知道系统控制参数, 具备工程实用性。但是阻抗法将风电场与柔直站视作黑箱子, 难以探寻系统内部的振荡模式。而在工程预研设计阶段, 若采用特征根分析法对系统全局的振荡模式进行深入研究则对控制环节参数的选取有一定的指导意义。

因此, 本文对双馈风电机组与直驱风电机组共同构成的混合型风电场经 MMC-HVDC 送出系统选用特征根法进行振荡模式分析。通过研究振荡模式进行参与因子分析可定位至对应的控制环节, 从而有针对性地调节控制参数来评估系统的稳定性。基于以上思路, 本文首先建立了混合型风电场与 MMC 换流站送出系统的小信号模型; 基于此模型, 采用特征根法揭示了系统的振荡模式, 通过参与因子法给出了各组振荡模式的主要参与状态变量, 识别出双馈风电场、直驱风电场的锁相环与 MMC 换流站电压环控制在 PCC 母线处存在交互耦合作用。考虑到实际工程中风电场由多个厂家的风电机组构成, 风机控制参数难以统一进行调节, 故重点分析了 MMC 控制参数对系统稳定性的影响, 研究表明电压外环控制比例系数越大系统越稳定; 当电压外环控制比例系数过小会导致系统出现低频振荡失稳。系统的小信号模型与理论分析结果的正确性均通过 PSCAD 时域仿真进行了验证。

1 混合型风电场经 MMC-HVDC 送出系统电路拓扑

混合型风电场经 MMC-HVDC 送出的系统电路拓扑单线图如图 1 所示, 其中风电场采用单机法等值^[19], 由一台双馈感应风电机组(Double Fed Induction Generator, DFIG)与一台永磁同步直驱风电机组(Permanent Magnet Synchronous Generator, PMSG)等值后并联接入 MMC 换流站。由于 PMSG 机侧变流器(Machine Side Converter, MSC)和网侧变流器(Grid Side Converter, GSC)通过直流侧电容解耦, 可以将 PMSG 的机侧变流器、发电机及风力机聚合为一个直流电流源^[14]。

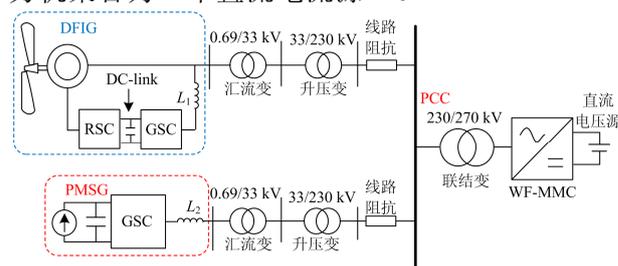


图 1 混合风电场经 MMC 换流站送出系统结构图

Fig. 1 Structure diagram of an MMC-HVDC system for hybrid-based wind farm integration

稳态运行时风场侧 MMC 换流站(Wind Farm side MMC, WFMMC)采用定交流电压(定交流电压的幅值和频率)控制, 在 PCC 处为风电场提供稳定幅值和频率的交流电压。另外 WFMMC 直流电压通过对端(电网侧)MMC 换流站控制来保持恒定, 故采用直流电压源等效^[14]。

2 混合型风电场的动态模型

振荡模式分析的基础是准确的数学模型, 本节建立了包含 DFIG 与 PMSG 的混合风电场动态解析数学模型。

2.1 双馈风电机组动态建模

双馈风电机组电路拓扑及其控制结构如图 2 所示, 主要包括三部分: 风力机与感应电机、背靠背电力电子变流器、锁相环(Phase-Lock-Loop, PLL)。风力机、感应电机以及锁相环的建模比较成熟, 可参考文献[18], 本节主要对背靠背电力电子变流器进行建模, 其主要包含转子侧变流器(Rotor Side Converter, RSC)、网侧变流器(Grid Side Converter, GSC)与 DC-link。

根据图 2 所示的 RSC、GSC 控制框图与主电路拓扑可列写动态方程如下。

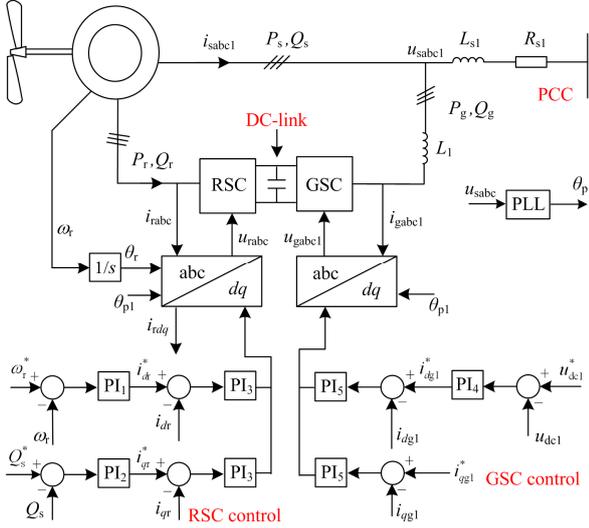


图2 双馈风电机组系统拓扑及控制结构图

Fig. 2 Scheme of DFIG topology and control structure

$$\begin{cases} \dot{i}_{dr}^* = -(K_{p1} + K_{i1}/s)(\omega_r^* - \omega_r) \\ \dot{i}_{qr}^* = -(K_{p2} + K_{i2}/s)(Q_s^* - Q_s) \\ \dot{u}_{dr}^* = -(K_{p3} + K_{i3}/s)(i_{dr}^* - i_{dr}) \\ \dot{u}_{qr}^* = -(K_{p3} + K_{i3}/s)(i_{qr}^* - i_{qr}) \\ \dot{i}_{dg1}^* = -(K_{p4} + K_{i4}/s)(u_{dc1}^* - u_{dc1}) \\ \dot{u}_{dg1}^* = -(K_{p5} + K_{i5}/s)(i_{dg1}^* - i_{dg1}) \\ \dot{u}_{qg1}^* = -(K_{p5} + K_{i5}/s)(i_{qg1}^* - i_{qg1}) \end{cases} \quad (1)$$

$$\begin{cases} \dot{i}_{dg1}^* = -(K_{p4} + K_{i4}/s)(u_{dc1}^* - u_{dc1}) \\ \dot{u}_{dg1}^* = -(K_{p5} + K_{i5}/s)(i_{dg1}^* - i_{dg1}) \\ \dot{u}_{qg1}^* = -(K_{p5} + K_{i5}/s)(i_{qg1}^* - i_{qg1}) \end{cases} \quad (2)$$

$$\begin{cases} P_{g1} = u_{ds1} i_{dg1} + u_{qs1} i_{qg1} \\ P_r = u_{dr} i_{dr} + u_{qr} i_{qr} \\ C_{dc1} \frac{du_{dc1}}{dt} = \frac{P_{g1} - P_r}{u_{dc1}} \end{cases} \quad (3)$$

式中: ω_r^* 与 ω_r 表示发电机转速参考值与实际值; Q_s^* 与 Q_s 表示风电机组定子输出的无功功率参考值与实际值; u_{dr}^* 、 i_{dr}^* 和 u_{qr}^* 、 i_{qr}^* 表示分别转子绕组电压、电流的 d 轴和 q 轴参考值; i_{dr} 、 i_{qr} 分别为转子绕组 d 轴和 q 轴电流; u_{dc1}^* 与 u_{dc1} 表示直流电压参考值与实际值; u_{dg1}^* 、 i_{dg1}^* 和 u_{qg1}^* 、 i_{qg1}^* 分别表示网侧变流器电压、电流的 d 轴和 q 轴参考值; i_{dg1} 、 i_{qg1} 表示网侧变流器出口电流实际值; C_{dc1} 为直流电容值; u_{ds1} 、 u_{qs1} 、 u_{dr} 、 u_{qr} 分别为定、转子 d 轴和 q 轴电压; P_r 、 P_{g1} 分别为转子侧变流器和网侧变流器的有功功率; K_{pj} 、 K_{ij} 分别表示 PI_j 的比例与积分系数 ($j=1,2,\dots,5$)。

2.2 直驱风电机组网侧变流器动态建模

图3给出了直驱风电机组网侧变流器系统拓

扑及其控制结构图, 主要包括 DC-link、锁相环 PLL、GSC 控制部分动态模型。

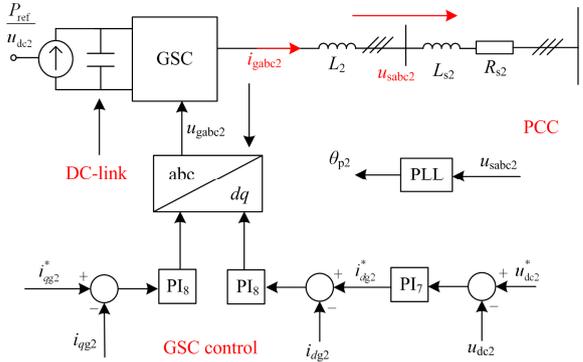


图3 直驱机组网侧变流器系统拓扑及控制结构图

Fig. 3 Scheme of a grid side converter of PMSG system topology and control structure

根据图3 可列写直驱风场网侧变流器的动态方程为

$$\begin{cases} P_{g2} = u_{ds2} i_{dg2} + u_{qs2} i_{qg2} \\ C_{dc2} \frac{du_{dc2}}{dt} = \frac{P_{ref} - P_{g2}}{u_{dc2}} \end{cases} \quad (4)$$

$$\begin{cases} \dot{i}_{dg2}^* = -(K_{p7} + K_{i7}/s)(u_{dc2}^* - u_{dc2}) \\ \dot{u}_{dg2}^* = -(K_{p8} + K_{i8}/s)(i_{dg2}^* - i_{dg2}) \\ \dot{u}_{qg2}^* = -(K_{p8} + K_{i8}/s)(i_{qg2}^* - i_{qg2}) \end{cases} \quad (5)$$

式中: u_{ds2} 、 u_{qs2} 分别为风场出口处 d 轴和 q 轴电压; P_{ref} 为机侧变流器输入的直流功率; P_{g2} 为网侧变流器输出的有功功率; C_{dc2} 为直流电容值; u_{dc2}^* 与 u_{dc2} 为直流电压参考值与实际值; u_{dg2}^* 、 i_{dg2}^* 和 u_{qg2}^* 、 i_{qg2}^* 分别表示直驱机组的网侧变流器电压、电流的 d 轴和 q 轴参考值; i_{dg2} 、 i_{qg2} 分别为网侧变流器 d 、 q 轴电流; K_{pj} 、 K_{ij} 分别表示 PI_j 的比例与积分系数 ($j=7,8$)。

联立式(1)—式(3)及文献[18]中风力机、感应电机与锁相环模型, 即可得到完整的双馈风电机组动态解析模型; 联立(4)—式(5)可得到直驱风电场网侧变流器动态解析模型。

3 MMC 系统的动态模型

图4(a)、图4(b)分别给出了三相 MMC 主电路拓扑与连接风电场的控制结构框图。MMC 连接风电场与连接交流电网两种应用场景下, MMC 主电路动态模型以及环流抑制控制器动态模型均相同, 而对于 MMC 连接交流电网, 文献[20]建立了详细的主电路与环流抑制控制器的动态解析模型, 这两

部分建模本文不再进行重复论述, 重点介绍 MMC 在定交流电压控制模式下的控制原理以及动态模型。

MMC 连接风电场时运行于定交流电压控制模式, 即 PCC 点的电压幅值和频率均由 MMC 换流站控制, 如图 4(b)所示, 一方面 PCC 点电压幅值 dq 轴指令为恒定值, 另一方面控制系统 park 变换所用到的角频率为恒定的角频率 $\omega_s(\omega_s=2\pi f_s, f_s=50 \text{ Hz})$ 。由控制框图可得控制系统动态模型如式(6)一式(8)所示。

$$\begin{cases} U_{sdm} = U_{sd} / (1 + T_f s) \\ U_{sqm} = U_{sq} / (1 + T_f s) \end{cases} \quad (6)$$

$$\begin{cases} I_{sd}^* = -(K_{p10} + K_{i10} / s)(U_{sd}^* - U_{sdm}) \\ I_{sq}^* = -(K_{p10} + K_{i10} / s)(U_{sq}^* - U_{sqm}) \end{cases} \quad (7)$$

$$\begin{cases} L_{eq} = L_T + L_{arm} / 2 \\ U_{cd} = U_{sd} + \omega_s L_{eq} I_{sq} - (K_{p11} + K_{i11} / s)(I_{sd}^* - I_{sd}) \\ U_{cq} = U_{sq} - \omega_s L_{eq} I_{sd} - (K_{p11} + K_{i11} / s)(I_{sq}^* - I_{sq}) \end{cases} \quad (8)$$

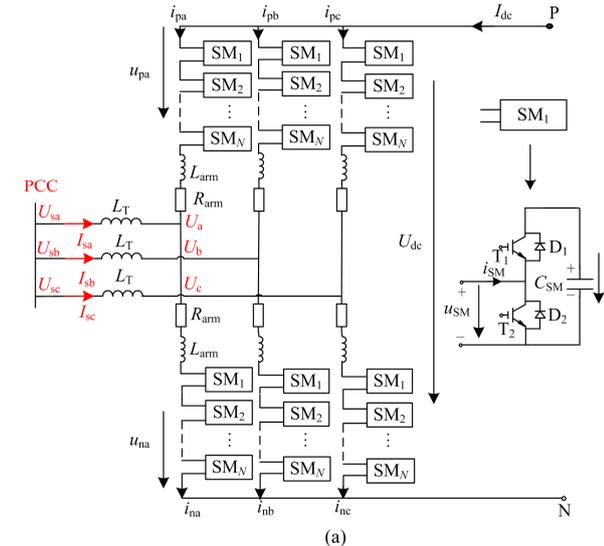


图 4 MMC 主电路拓扑与控制结构图

Fig. 4 Structure of MMC topology and control system

式中: U_{sd}^* 、 U_{sq}^* 分别表示 PCC 点电压 d 轴和 q 轴参考值; U_{cd} 、 I_{sd}^* 和 U_{cq} 、 I_{sq}^* 表示分别 MMC 出口电压和电感电流的 d 轴和 q 轴参考值; L_T 为 MMC

换流器交流出口与公共母线相连的变压器的电感; T_f 为 PCC 电压滤波时间常数; K_{pj} 、 K_{ij} 分别表示 PI $_j$ 的比例与积分系数 ($j=10,11$)。

4 混合型风电场经 MMC-HVDC 送出系统的小信号模型及验证

4.1 混合型风电场与 MMC 的 dq 坐标系接口模型

系统中双馈风电场、直驱风电场与 MMC 换流站的矢量控制均基于不同的 dq 旋转坐标系, 在建立完整的系统解析模型时, 需要分别建立双馈风电场、直驱风电场与 MMC 换流站之间共用电压、电流变量转换的接口。

如图 5 所示, 定义 $d_s q_s$ 为 MMC 换流站旋转坐标系, 旋转角频率为 ω_s , 相角为 θ_s ; 定义 $d_1 q_1$ 为双馈风电场旋转坐标系, 旋转角频率为 ω_{p1} , 相角为 θ_{p1} ; 定义 $d_2 q_2$ 为直驱风电场旋转坐标系, 旋转角频率为 ω_{p2} , 相角为 θ_{p2} 。从图 5 可分别推导出双馈风电场与直驱风电场出口处电压转换至 MMC 坐标系下的关系如式(9)一式(10)所示。

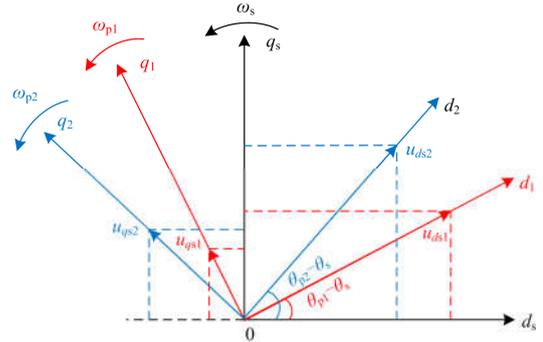


图 5 混合风电场与 MMC 坐标系关系图

Fig. 5 Relationships of rotating coordinates between hybrid-based wind farm and MMC

$$\begin{cases} U_{ed1} = u_{ds1} \cos(\theta_{p1} - \theta_s) + u_{qs1} \sin(\theta_{p1} - \theta_s) \\ U_{eq1} = u_{qs1} \cos(\theta_{p1} - \theta_s) - u_{ds1} \sin(\theta_{p1} - \theta_s) \end{cases} \quad (9)$$

$$\begin{cases} U_{ed2} = u_{ds2} \cos(\theta_{p2} - \theta_s) + u_{qs2} \sin(\theta_{p2} - \theta_s) \\ U_{eq2} = u_{qs2} \cos(\theta_{p2} - \theta_s) - u_{ds2} \sin(\theta_{p2} - \theta_s) \end{cases} \quad (10)$$

式中: u_{ds1} 、 u_{qs1} 为双馈风电场出口电压 d 、 q 轴分量; U_{ed1} 、 U_{eq1} 为将其转换至 MMC 坐标系下的 d 、 q 轴分量; u_{ds2} 、 u_{qs2} 为直驱风电场出口电压 d 、 q 轴分量; U_{ed2} 、 U_{eq2} 为将其转换至 MMC 坐标系下的 d 、 q 轴分量。

同理可获得双馈风电场与直驱风电场出口电流转换至 MMC 坐标系下的表达式。通过上述不同风电场与 MMC 换流站之间电压和电流的转换关

系, 便可将混合型风电场与 MMC 的动态模型联立构成完整的系统动态模型。

4.2 混合型风电场经 MMC-HVDC 送出系统的小信号模型

联立双馈风电场、直驱风电场与 MMC 动态模型以及式(9)、式(10)的接口模型后, 可得到完整的系统动态解析模型。在平衡点处对系统动态解析模型进行线性化可得到系统的小信号模型。

$$\frac{d\Delta X}{dt} = A^* \Delta X + B^* \Delta U \quad (11)$$

A^* 表示系统模型内部关系的系数矩阵, 可用于分析系统的小信号稳定性。 X 为所有状态变量构成的列向量, $X = [X_1, X_2, X_m]^T$ 。其中 $X_1 = [u_{dc1}, x_{02}, x_{03}, x_{04}, i_{dg1}, i_{qg1}, x_{07}, x_{08}, x_{09}, x_{10}, i_{ds}, i_{qs}, i_{dt}, i_{qt}, \omega_r, i_{1d}, i_{1q}, u_{ds1}, u_{qs1}, u_{ds1m}, u_{qs1m}, \theta_{p1}, \omega_{p1}, \omega_{ref}]^T$ 为双馈风电场状态变量; $X_2 = [u_{dc2}, x_{23}, x_{24}, x_{25}, i_{dg2}, i_{qg2}, i_{2d}, i_{2q}, u_{ds2}, u_{qs2}, u_{ds2m}, u_{qs2m}, \theta_{p2}, \omega_{p2}]^T$ 为直驱风电场状态变量; $X_m = [u_{cdc}, u_{c1d}, u_{c1q}, u_{c2d}, u_{c2q}, u_{c3x}, u_{c3y}, I_{dc}, U_{sdm}, U_{sgm}, I_{cird}, I_{cirq}, f_1, f_2, x_1, x_2, x_3, x_4]^T$ 为 MMC 状态变量; 输入变量 $U = [v_w^*, Q_s^*, u_{dc1}^*, i_{qg1}^*, P_m, u_{dc2}^*, i_{qg2}^*, U_{sd}^*, U_{sq}^*, I_{cird}^*, I_{cirq}^*]^T$ 。双馈风电场与 MMC 换流器状态变量的物理含义可参见文献[18], 直驱风电场态变量的物理含义如表 1 所示。

表 1 直驱风电场状态变量与其物理意义

Table 1 State variables and physical meanings of PMSG

风机系统	物理意义	状态变量
GSC及其控制	直流电压	u_{dc2}
	直流电压控制	x_{23}
	电流内环控制	x_{24}, x_{25}
	变流器电感电流	i_{dg2}, i_{qg2}
并网接口	出口电压	u_{ds2}, u_{qs2}
	出口电压前馈滤波值	u_{ds2m}, u_{qs2m}
	出口电流	i_{2d}, i_{2q}
锁相环	锁相角频率	ω_{p2}
	锁相角	θ_{p2}

4.3 混合型风电场经 MMC-HVDC 送出系统的小信号模型验证

为验证所建立小信号模型的正确性, 本节对比了 Matlab 中所建立的小信号模型和 PSCAD/EMTDC 中电磁暂态模型的动态响应如图 6 所示。系统仿真主要参数: 额定功率为 1 500 MW, 其中双馈风电场额定功率为 1 050 MW, 直驱风电场额定功率为 450 MW, 双馈风电场与直驱风电场容量额定配比为 7:3。双馈风电场与 MMC 换流站详细系统参数可参见文献[18], 直驱风电场网侧变流器参数如表 2 所示。

系统仿真步长为 5 μ s, 设置初始工况: 双馈风电场发出有功 980 MW、无功 0 Mvar, 直驱风电场发出有功 400 MW, 无功 0 Mvar; 4 s 时双馈风电场有功指令由 980 MW 阶跃至 1 000 MW, 直驱风电场有功指令由 400 MW 阶跃至 450 MW; 8 s 时双馈风电场与直驱风电场均恢复至初始运行功率点。图 6 是扰动发生时双馈风电场出口电流 d 轴有功分量、直驱风电场出口电流 d 轴有功分量、MMC 出口电流 d 、 q 轴分量、PCC 电压 d 轴分量以及 MMC 子模块电容电压的动态特性, 从对比图可见, 小信号模型的动态响应与 PSCAD 时域仿真结果基本吻合, 因此有效验证了所建系统小信号模型的准确性。

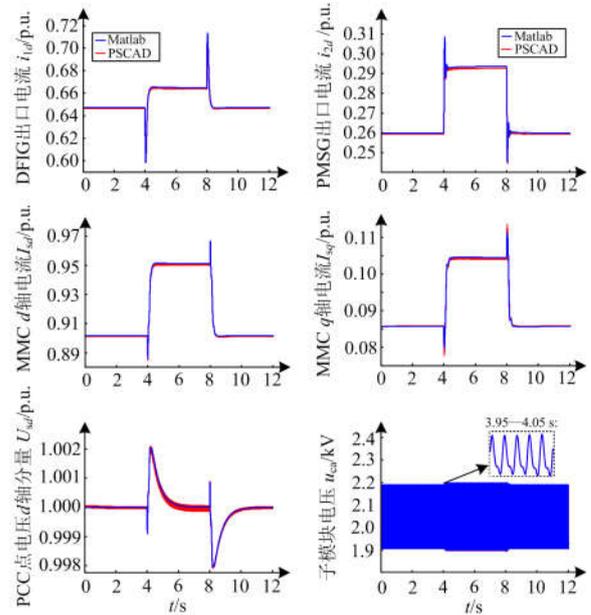


图 6 系统小信号模型验证

Fig. 6 Verification of small-signal-model of the system

表 2 聚合后的 PMSG 风电场网侧变流器参数

Table 2 Parameters of the aggregated GSC of PMSG

系统名称	仿真参数	数值
聚合后的 PMSG 风电场	额定功率/MW	450
	额定电压/V	690
网侧变流器	GSC 出口电感/p.u.	0.1
	DC-link 电容/ μ F	300×47 000
	DC-link 电压/V	1 100

5 混合型风电场经 MMC-HVDC 送出系统的振荡模式分析与稳定性研究

5.1 系统振荡模式分析

在双馈风电场与直驱风电场有功出力均为额定功率的情况下, 对系统在平衡点进行线性化可得到系统的小信号模型, 然后基于小信号模型进行特

征根计算可得到系统所有特征根。本文所建系统的小信号模型为 56 阶, 一共存在 56 个特征根, 而包含系统振荡频率、阻尼比等信息的特征根为共轭复根, 一个振荡模式对应一对共轭复根, 故本文只列出与振荡模式相关的共轭复根, 如表 3 所示。

表 3 系统共轭复特征根

Table 3 Eigenvalues of the integrated system

编号	特征值	振荡频率/Hz	阻尼比	主要参与变量
1	-5351±4282i	681	0.78	$i_{dg1}, i_{qg1}, u_{ds1}, u_{qs1}, u_{ds1m}, u_{qs1m}$
2	-5035±4455i	709	0.74	$i_{dg1}, i_{qg1}, u_{ds1}, u_{qs1}, u_{ds1m}, u_{qs1m}$
3	-54±259i	41.3	0.20	$i_{ds}, i_{qs}, i_{dr}, i_{qr}$
4	-1.73±1.72i	0.27	0.70	ω_r, x_{07}
5	-5336±15.8i	2.5	0.99	u_{ds2m}, u_{qs2m}
6	-31032±1.5i	0.24	0.99	i_{dg2}, i_{qg2}
7	-12.4±962i	153	0.013	u_{c3x}, u_{c3y}
8	-48.1±728i	116	0.066	$u_{c2d}, u_{c2q}, I_{cir d}, I_{cir q}$
9	-14.6±416i	66.2	0.035	$u_{dc}, u_{c1d}, u_{c1q}, I_{dc}$
10	-18.6±222i	35.3	0.083	$u_{dc}, u_{c1d}, u_{c1q}, I_{dc}$
11	-237±284i	45.3	0.64	$I_{cir d}, I_{cir q}, f_1, f_2$
12	-94.1±166i	26.5	0.49	$f_1, f_2, I_{cir d}, I_{cir q}$
13	-428±2685i	427	0.16	$i_{1d}, i_{1q}, u_{ds1}, u_{qs1}, i_{2d}, i_{2q}, u_{ds2}, u_{qs2}$
14	-333±2119i	337	0.16	$i_{1d}, i_{1q}, u_{ds1}, u_{qs1}, i_{2d}, i_{2q}, u_{ds2}, u_{qs2}$
15	-20.0±56.6i	9.1	0.34	$u_{dc1}, x_{02}, u_{dc2}, x_{023}$
16	-24.5±54.7i	8.6	0.41	$u_{dc1}, x_{02}, u_{dc2}, x_{023}$
17	-15.1±25.4i	4.0	0.51	$u_{qs1}, \omega_{p1}, \theta_{p1}, u_{qs2}, \omega_{p2}, \theta_{p2}$
18	-493±1634i	260	0.29	$i_{1d}, i_{1q}, u_{ds1}, u_{qs1}, i_{2d}, i_{2q}, u_{ds2}, u_{qs2}, U_{sdm}, U_{sqm}$
19	-373±1212i	193	0.29	$i_{1d}, i_{1q}, u_{ds1}, u_{qs1}, i_{2d}, i_{2q}, u_{ds2}, u_{qs2}, U_{sdm}, U_{sqm}$
20	-0.66±13.9i	2.2	0.047	$u_{qs1}, \omega_{p1}, \theta_{p1}, u_{qs2}, \omega_{p2}, \theta_{p2}, U_{sqm}, x_4$

表 3 显示系统共存在 20 个振荡模式, 通过参与因子分析法^[21-22]给出了每个振荡模式的主要参与变量(参与程度在 15%以上), 从而可将系统的振荡模式分为以下四类。

第 I 类: 模式 1 至模式 4 为双馈风电场独立的振荡模式 (独立振荡模式是指不与直驱风电场和 MMC 换流站产生交互影响或交互程度极小的振荡模式)。

第 II 类: 模式 5、6 为直驱风电场独立的振荡模式。

第 III 类: 模式 7 至模式 12 为 MMC 换流器内部谐波动态振荡模式。

第 IV 类: 模式 13 至模式 20 为不同子系统之间(风电场之间或风电场与 MMC 换流站之间)的交互影响振荡模式。

接下来将分别对此四类模式进行分析, 其中一些阻尼比很高, 如大于 0.7(阻尼比上限为 1)的振荡模式则不予关注, 这些振荡模式(表 3 中模式 1、2、5、6)衰减很快, 稳定裕度很大。

1) 第 I、II 类双馈风电场与直驱风电场独立的振荡模式分析

模式 3 的参与变量为电机定子绕组电流 i_{ds} 、 i_{qs} 与转子绕组电流 i_{dr} 、 i_{qr} 。该振荡模式属于电机定、转子绕组能量内部交换的振荡模式。

模式 4 的参与变量为双馈风电机组的机械旋转角频率 ω_r 与转速控制环输入偏差量 x_{07} 。该振荡模式属于电转速控制主导的机械振荡模式, 从表 3 可以看出振荡频率很低约为 0.27 Hz。

而对于直驱风电场, 其两个独立振荡模式 5、6 阻尼比均接近于 1, 衰减很快, 这里不再展开分析。

2) 第 III 类 MMC 内部谐波动态振荡模式分析

(a) 模式 7 的参与变量为 MMC 子模块三倍频波动电压 u_{c3x} 、 u_{c3y} , 该模式为 MMC 子模块三次谐波动态振荡模式, 从表 3 可见其振荡频率也接近 150 Hz。

(b) 模式 8 的参与变量为 MMC 子模块二倍频波动电压 u_{c2d} 、 u_{c2q} 与桥臂二倍频环流 $I_{cir d}$ 、 $I_{cir q}$, 该模式为 MMC 内部二次谐波振荡模式。

(c) 模式 9、10 的参与变量均为 MMC 子模块波动电压直流分量 u_{dc} 、基频分量 u_{c1d} 、 u_{c1q} 与直流电流 I_{dc} , 该模式为 MMC 内部直流分量与基频分量通过桥臂开关函数循环耦合的振荡模式。状态分量之间的循环耦合如图 7 所示。

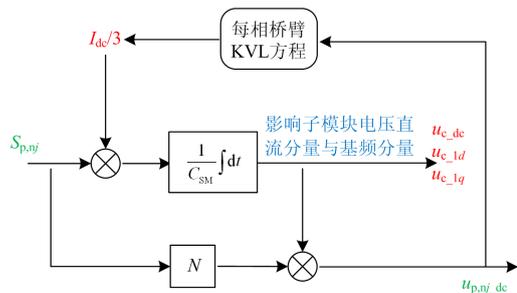


图 7 振荡模式 9、10 的参与变量循环耦合示意图

Fig. 7 Schematic diagram of cyclic coupling of participating variables in oscillation modes 9 and 10

图 7 中 u_{p,nj_dc} 为桥臂电压直流分量; 其中下角标 p(n)代表上(下)桥臂, $j=a, b, c$ 代表 a、b、c 三相。 C_{SM} 为子模块电容; N 为桥臂子模块个数; $S_{p,nj}$

为 MMC 三相上、下桥臂平均开关函数, 定义表达式如式(12)所示^[17], 式中 M 为基频调制比, ω_1 为基波角频率。

$$\begin{cases} S_{pj} = \frac{1 - M \sin(\omega_1 t + \alpha_{1j})}{2} \\ S_{nj} = \frac{1 + M \sin(\omega_1 t + \alpha_{1j})}{2} \end{cases} \quad (12)$$

以单相上桥臂为例, 桥臂直流电流 $I_{dc}/3$ 乘以上桥臂开关函数 S_{pj} 后生成直流量与基频分量, 从而影响到子模块电容电压直流量 u_{cdc} 与基频分量 u_{c1d} 、 u_{c1q} 的动态过程; u_{cdc} 与 u_{c1d} 、 u_{c1q} 乘以开关函数 S_{pj} 与子模块个数 N 会影响桥臂电压直流量 u_{p,nj_dc} 的动态过程; u_{p,nj_dc} 通过每相桥臂的直流 KVL 方程又会影响到直流电流 $I_{dc}/3$ 的动态过程, 因此形成一个循环耦合影响的振荡模式。

d) 模式 11、12 的参与变量均为桥臂二倍频环流 $I_{cir d}$ 、 $I_{cir q}$ 与 CCSC 控制环流偏差的积分量 f_1 、 f_2 。该模式为 CCSC 控制所引入的振荡模式。

3) 第 IV 类交互影响的振荡模式分析

a) 模式 13、14 的参与变量均为双馈风电场出口电流 (i_{1d} , i_{1q})、电压 (u_{ds1} , u_{qs1}) 与直驱风电场出口电流 (i_{2d} , i_{2q})、电压 (u_{ds2} , u_{qs2})。该模式为两个风电场电流控制时间尺度下的中高频交互振荡模式。

b) 模式 15、16 的参与变量均为双馈风电场交流器的直流电压 u_{dc1} 及其偏差量 x_{02} 与直驱风电场交流器的直流电压 u_{dc2} 及其偏差量 x_{023} 。该模式为两个风电场直流电压控制时间尺度下的低频交互振荡模式。

c) 模式 17 的参与变量为 u_{qs1} , ω_{p1} , θ_{p1} , u_{qs2} , ω_{p2} , θ_{p2} 。其中状态变量 u_{qs1} , ω_{p1} , θ_{p1} 属于双馈风电机组的 PLL 控制环节, u_{qs1} 为 PLL 的输入, ω_{p1} 、 θ_{p1} 分别为 PLL 的角频率输出和相角输出; 类似的 u_{qs2} 、 ω_{p2} 、 θ_{p2} 属于直驱风电机组的锁相环控制环节。该振荡模式为双馈风电场 PLL 控制与直驱风电场 PLL 控制之间的交互影响振荡模式。

d) 模式 18、19 的参与变量均为: i_{1d} , i_{1q} , u_{ds1} , u_{qs1} , i_{2d} , i_{2q} , u_{ds2} , u_{qs2} , U_{sdm} , U_{sqm} 。其中状态变量 i_{1d} , i_{1q} , u_{ds1} , u_{qs1} 为双馈风电场出口电流与电压; i_{2d} , i_{2q} , u_{ds2} , u_{qs2} 为直驱风电场出口电流与电压; U_{sdm} 、 U_{sqm} 为 PCC 点 d 、 q 轴电压滤波后的值, 而 PCC 点电压受 MMC 换流站控制。所以该模式为两个风电场与 MMC 换流站在 PCC 点的交互影响振荡模式。

e) 模式 20 的参与变量为 u_{qs1} , ω_{p1} , θ_{p1} , u_{qs2} , ω_{p2} , θ_{p2} , U_{sqm} , x_4 。其中状态变量 u_{qs1} , ω_{p1} , θ_{p1} 属于双馈风电机组的锁相环控制环节; u_{qs2} , ω_{p2} , θ_{p2} 属于直驱风

电机组的锁相环控制环节; U_{sqm} 、 x_4 属于 MMC 换流站的 q 轴电压控制环节, 因此表明双馈风电场的锁相环、直驱风电场的锁相环、MMC 换流站的电压外环三个控制环节在 PCC 点母线处发生交互影响, 其任一环节的控制参数都会对整个系统稳定性产生影响。

综合上述分析, 第 I、II 与 III 类振荡模式是各自子系统(双馈风电场、直驱风电场、MMC 换流站)独立的振荡模式, 所涉及的控制环节不会与外部子系统产生交互影响或交互影响极小, 对于这类控制环节, 文献[23-25]给出了比较成熟的控制参数设计方法来保证其稳定性。第 IV 类交互影响的振荡模式中, 模式 20 阻尼比仅为 0.047, 故本文重点对模式 20 所涉及的控制环节进行分析。如前所述, 参与振荡模式 20 的控制环节为双馈风电场的锁相环、直驱风电场的锁相环与 MMC 换流站的电压外环控制, 由于实际工程中风电场由多个厂家的风电机组构成, 不同厂家的风电机组控制参数区别很大, 很难统一进行调节, 所以本文主要考虑当风电场控制参数不变时, MMC 换流站电压环控制参数对系统小信号稳定性的影响。

5.2 MMC 电压环控制参数对系统稳定性的影响

系统运行工况设置为额定功率运行点, 改变 MMC 交流电压外环比例增益 K_{p10} 得到系统的根轨迹, 如图 8 所示。

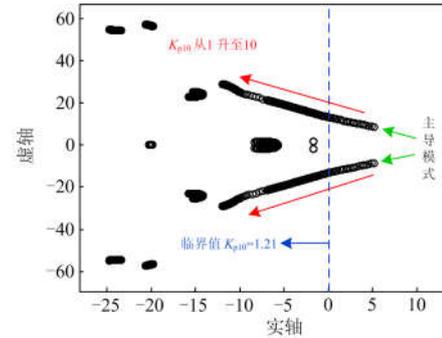


图 8 电压外环 K_{p10} 变化时系统根轨迹

Fig. 8 Locus of the eigenvalues when K_{p10} changes

由图 8 可知, MMC 电压外环增益 K_{p10} 由初始值 1 上升至 100 的过程中, 系统主导振荡模式从虚轴右侧移动至虚轴左侧; K_{p10} 小于 1.21 时, 主导模式位于虚轴右侧, 系统失稳, 此时主导模式特征根约为 $0.05 \pm j13.17$, 当 K_{p10} 从 1.21 逐渐增大时, 系统的所有特征根都位于虚轴左侧, 系统可以稳定运行且稳定裕度逐渐增大。

为了进一步验证上述结论, 在时域仿真中设置

系统运行于额定工况, 仿真步长为 $5 \mu\text{s}$, 待系统稳定后, 使 K_{p10} 由 2 阶跃至 1.2, 然后给出系统 PCC 点电压 d 轴分量的时域仿真波形如图 9 所示。

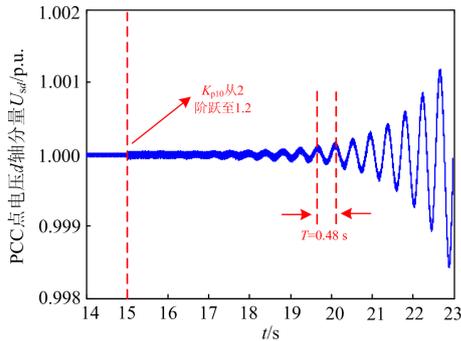


图 9 电压外环 K_{p10} 阶跃时 PCC 电压 d 轴分量

Fig. 9 PCC voltage of system when K_{p10} step changes

观察图 9 可知, 当 MMC 电压外环控制器比例系数 K_{p10} 由 2 阶跃至 1.2 后, 系统 PCC 电压波形出现振荡发散, 振荡周期约为 0.48 s, 振荡频率为 2.08 Hz ($1/0.48$); 而当 $K_{p10}=1.2$ 时, 主导模式特征根约为 $0.25 \pm j12.98$, 振荡频率约为 2.06 Hz ($12.98/2\pi$), 特征根分析与时域仿真结果基本吻合, 因此进一步验证了图 8 中特征根轨迹分析的正确性。

6 结论

1) 本文建立了混合型风电场经 MMC 换流站送出系统的小信号模型。基于此模型, 采用特征根法得出系统存在 20 个振荡模式。通过参与因子分析法给出了 20 个振荡模式的主要参与状态变量, 并对每个振荡模式进行详细的解释和分析。

2) 分析表明, 双馈风电场的锁相环、直驱风电场的锁相环与 MMC 换流站的定交流电压控制会产生交互影响并形成弱阻尼振荡模式, 这三个控制环节的参数都会对整个系统稳定性产生影响。

3) 考虑到风电场多台风机的控制参数难以统一调节, 故重点研究了 MMC 换流站电压控制参数对系统小信号稳定性的影响, 结果显示电压外环控制比例系数越小, 系统越不稳定。当比例系数小于失稳临界值时, 系统会出现低频振荡发散现象。

4) 系统的小信号模型与理论分析结果的正确性均通过 PSCAD 电磁暂态仿真进行了验证。

参考文献

[1] 迟永宁, 梁伟, 张占奎, 等. 大规模海上风电输电与并网关键技术研究综述[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(14): 3758-3770.
CHI Yongning, LIANG Wei, ZHANG Zhankui, et al. An

overview on key technologies regarding power transmission and grid integration of large scale offshore wind power[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(14): 3758-3770.

- [2] 傅春翔, 汪天呈, 酃洪柯, 等. 用于海上风电并网的柔性直流系统接地方式研究[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(20): 119-126.
FU Chunxiang, WANG Tiancheng, LI Hongke, et al. Study on grounding methods of VSC-HVDC for off-shore wind farm integration[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(20): 119-126.
- [3] 尹纯亚, 李凤婷, 王丹东, 等. 风电高渗透率交直流外送系统直流闭锁稳控方案研究[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(3): 101-108.
YIN Chunya, LI Fengting, WANG Dandong, et al. Research on stability control scheme for AC/DC hybrid transmission system with wind power high permeability under DC blocking[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(3): 101-108.
- [4] LI Bin, HE Jiawei, LI Ye, et al. A review of the protection for the multi-terminal VSC-HVDC grid[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2019, 4(3): 239-249. DOI 10.1186/s41601-019-0136-2.
- [5] 徐政. 柔性直流输电系统[M]. 2 版. 北京: 机械工业出版社, 2017.
- [6] 赵成勇, 许建中, 李探. 模块化多电平换流器直流输电建模技术[M]. 北京: 中国电力出版社, 2017.
- [7] LIU H, SUN J. Voltage stability and control of offshore wind farms with AC collection and HVDC transmission[J]. IEEE Journal of Emerging & Selected Topics in Power Electronics, 2014, 2(4): 1181-1189.
- [8] AMIN M, LYU J, MOLINAS M. Oscillatory phenomena between wind farms and HVDC systems: the impact of control[C] // 2015 IEEE Control & Modeling for Power Electronics, July 12-15, 2015, Vancouver, BC, Canada: 1-8.
- [9] AMIN M, MOLINAS M. Understanding the origin of oscillatory phenomena observed between wind farms and HVDC systems[J]. IEEE Journal of Emerging & Selected Topics in Power Electronics, 2017, 5(1): 378-392.
- [10] 王一凡, 赵成勇, 郭春义. 直驱风电场与柔直互联系统的传递函数模型及其低频振荡稳定性分析[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(5): 1485-1497.
WANG Yifan, ZHAO Chengyong, GUO Chunyi. Transfer function and low-frequency stability analysis for PMSG-based wind farm interconnected with flexible-HVDC system[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(5): 1485-1497.

- [11] 杨悦, 李国庆. 基于 VSC-HVDC 的海上风电小信号稳定控制[J]. 电工技术学报, 2016, 31(13): 101-110.
YANG Yue, LI Guoqing. The small signal stability control of offshore wind farm based on VSC-HVDC[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2016, 31(13): 101-110.
- [12] 孙焜, 姚伟, 文劲宇. 双馈风电场经柔直并网系统次同步振荡机理及特性分析[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(22): 6520-6533.
SUN Kun, YAO Wei, WEN Jinyu. Mechanism and characteristics analysis of sub synchronous oscillation caused by DFIG-based wind farm integrated into grid through VSC-HVDC system[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(22): 6520-6533.
- [13] JING L, CAI X. Impact of controller parameters on stability of MMC-based HVDC systems for offshore wind farms[C] // International Conference on Renewable Power Generation (RPG 2015), October 17-18, 2015, Beijing, China: 1-6.
- [14] JING L, CAI X, MOLINAS M. Frequency domain stability analysis of MMC-based HVDC for wind farm integration[J]. IEEE Journal of Emerging & Selected Topics in Power Electronics, 2016, 4(1): 141-151.
- [15] 吕敬, 蔡旭. 提高风场柔直并网系统稳定性的控制器参数优化设计[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(2): 431-443.
LÜ Jing, CAI Xu. Controller parameters optimization design for enhancing the stability of wind farm with VSC-HVDC system[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(2): 431-443.
- [16] JING L, CAI X, MOLINAS M. Optimal design of controller parameters for improving the stability of MMC-HVDC for wind farm integration[J]. IEEE Journal of Emerging & Selected Topics in Power Electronics, 2018, 6(1): 40-53.
- [17] WANG Y, ZHAO C, GUO C, et al. Dynamics and small signal stability analysis of PMSG-based wind farm with an MMC-HVDC system[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2020, 6(1): 226-235.
- [18] 王一凡, 赵成勇, 郭春义. 双馈风电场孤岛经模块化多电平换流器直流输电并网系统小信号稳定性分析与振荡抑制方法[J]. 电工技术学报, 2019, 34(10): 2116-2129.
WANG Yifan, ZHAO Chengyong, GUO Chunyi. Small signal stability and oscillation suppression method for islanded double fed induction generator-based wind farm integrated by modular multilevel converter based HVDC system[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2019, 34(10): 2116-2129.
- [19] FAN L, KAVASSERI R, MIAO Z, et al. Modeling of DFIG-based wind farms for SSR analysis[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2010, 25(4): 2073-2082.
- [20] 李探, GOLE A M, 赵成勇. 考虑内部动态特性的模块化多电平换流器小信号模型[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(11): 2890-2899.
LI Tan, GOLE A M, ZHAO Chengyong. Small-signal model of the modular multilevel converter considering the internal dynamics[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(11): 2890-2899.
- [21] KUNDUR P. Power system stability and control[M]. New York, USA: McGraw-Hill, 1993.
- [22] 倪以信. 动态电力系统的理论和分析[M]. 北京: 清华大学出版社, 2002.
- [23] BACHA S, MUNTEANU I, BRATCU A I. Power electronic converters modeling and control - with case studies[J]. Advanced Textbooks in Control & Signal Processing, 2014(1-2): 35-45.
- [24] YAZDANI A, IRAVANI R. Variable-speed wind-power system[M] // Voltage-Sourced Converters in Power Systems: Modeling, Control, and Applications, 2010.
- [25] 张兴, 张崇巍. PWM 整流器及其控制[M]. 北京: 机械工业出版社, 2012.

收稿日期: 2019-12-11; 修回日期: 2020-03-31

作者简介:

王一凡(1988—), 男, 通信作者, 博士研究生, 研究方向为高压直流输电, 新能源并网稳定性分析; E-mail: wyf880511@163.com

赵成勇(1964—), 男, 博士, 教授, 研究方向为高压直流输电。E-mail: chengyongzhao@ncepu.edu.cn

(编辑 许威)